

УДК 550.34.06.013.3;553.982.2;553.981.2

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-5-15

Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений

© 2018 г. | В.А. Конторович^{1,2}, Л.М. Калинина^{1,2}, А.Ю. Калинин^{1,2}, М.В. Соловьев^{1,2}

¹ФГБУ «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия;

²Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия; kontorovichva@ipgg.sbras.ru; kalininalm@ipgg.sbras.ru; kalininay@ipgg.sbras.ru; solovevmv@ipgg.sbras.ru

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 21.05.2018 г.

Ключевые слова: *палеозой; карбонаты; органогенные и доломитизированные известняки; граниты; кислые эффузивы; глинисто-кремнистые породы; временной разрез; отражающий горизонт; волновые поля; амплитудно-энергетические характеристики; нефтегазоносность; нефтегазоперспективный объект; залежь.*

Палеозойские отложения, с которыми в Западной Сибири связано более 60 нефтегазовых месторождений, являются одним из наименее изученных нефтегазоперспективных комплексов на территории провинции. Анализ результатов геолого-разведочных работ позволяет сделать вывод о том, что палеозойские залежи углеводородов связаны с кислыми магматическими породами (гранитами и кислыми эффузивами), органогенными и доломитизированными известняками коренного палеозоя и глинисто-кремнистыми породами коры выветривания. В работе рассмотрены модели нефтегазовых залежей и определены сейсмогеологические критерии выделения нефтегазоперспективных объектов в палеозойских отложениях, представленных различными литологическими разностями.

Для цитирования: Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Соловьев М.В. Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 5–15. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-5-15.

Petroleum prospects of the West Siberian Palaeozoic, geoseismic models of reference fields

© 2018 | V.A. Kontorovich^{1,2}, L.M. Kalinina^{1,2}, A.Yu. Kalinin^{1,2}, M.V. Solovyev^{1,2}

¹IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia;

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; kontorovichva@ipgg.sbras.ru; kalininalm@ipgg.sbras.ru; kalininay@ipgg.sbras.ru; solovevmv@ipgg.sbras.ru

Received 13.03.2018

Accepted for publication 21.05.2018

Key words: *palaeozoic; carbonates; organic and dolomitized limestone; granite; acid volcanic rocks; argillaceous and siliceous rock; time section; reflection horizon; wavefields; amplitude and energy characteristics; oil and gas potential; petroleum prospect; pool.*

More than 60 oil and gas fields in Western Siberia are associated with the Palaeozoic deposits, which are among the least studied oil and gas prospects in the province. Analysis of exploration results suggests that Palaeozoic hydrocarbon reservoirs are associated with acid igneous rocks (granite and acid volcanic rocks), organic and dolomitized limestone in Palaeozoic bedrocks, and argillaceous and siliceous rocks of weathering crust. The paper discusses models of oil and gas pools, and defines geoseismic criteria of petroleum prospects identification in the Palaeozoic deposits represented by different lithological varieties. Analysis of geological and geophysical data shows that the most promising objects in terms of bedrock Palaeozoic (Horizon M₁) petroleum potential are the low-contrast erosion and tectonic uplifts, as well as buried and fault-bounded blocks situated on monoclines, which are composed of organic and dolomitized limestone not overlapped by weathering crust. In seismic time sections, a slight amplitude decrease in Φ_2 reflection horizon associated with the Palaeozoic Top is typical for these erosion and tectonic uplifts; while abnormally high amplitude and energy characteristics are typical of the fault-bounded blocks. The most promising among the argillaceous and siliceous rocks of the weathering crust (Horizon M) and acid igneous rocks (granite and acid volcanic rocks) in terms of petroleum potential are the contrast erosion and tectonic basement uplifts, which were subject to intensive disintegration; the abnormally low amplitudes of the Φ_2 reflection horizon are typical of them in seismic wavefields.

For citation: Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Solovyev M.V. Petroleum prospects of the West Siberian Palaeozoic, geoseismic models of reference fields. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):5–15. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-5-15.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Палеозойские залежи УВ,
Чузикско-Чижапская зона нефтенакопления

Fig. 1. Palaeozoic HC pools, Chuziksky-Chizhapsky petroleum accumulation zone



Палеозойские отложения — одни из наименее изученных нефтегазоперспективных комплексов на территории Западно-Сибирской нефтегазональной провинции. В настоящее время в палеозойских отложениях Западной Сибири открыто более 60 неф-

тегазовых месторождений, причем значительная часть залежей выявлена попутно при постановке глубокого бурения на неокотских и юрских нефтегазоперспективных объектах. Исключение составляет расположенная на юго-востоке Западной Сибири Чузикско-Чижапская зона нефтенакопления, на территории которой нефтепоисковые работы 1970–1980-х гг., нацеленные на открытие залежей углеводородов в палеозойском комплексе пород, проводились системно и целенаправленно. Эти исследования дали положительные результаты и привели к открытию 19 месторождений нефти и газа, связанных с палеозойскими породами (рис. 1).

На территории Западной Сибири палеозойские отложения представлены различными по возрасту и составу породами. На большей части бассейна эти отложения претерпели процессы герцинской складчатости и раннетриасового рифтогенеза и представляют собой фундамент для мезо-кайнозойского осадочного чехла [1–3].

Анализ результатов геолого-разведочных работ позволяет сделать вывод о том, что в Западно-Сибирской нефтегазональной провинции залежи углеводородов в палеозойских отложениях связаны главным образом с тремя типами пород [4–6]:

1) гранитами и кислыми эффузивами, в которых залежи углеводородов могут концентрироваться как в трещинных коллекторах, так и перекрывающих коренные породы корах выветривания;

2) глинисто-кремнистыми породами коры выветривания (горизонт M), развитыми главным образом по силикатосодержащим породам девона — карбона — кремнистым известнякам и кремнеаргиллитам;

3) известняками коренного палеозоя (горизонт M_1).

На протяжении всей истории изучения Западной Сибири при подготовке объектов к бурению, а также на стадиях разведки и доразведки месторождений основным геофизическим методом является сейсмо-разведка. Настоящая статья посвящена сейсмогеологическим моделям палеозойских залежей УВ, связанных с различными типами палеозойских пород и нефтегазоперспективных объектов. В Западной Сибири отражающий горизонт, формирующийся на границе между мезо-кайнозойским осадочным чехлом и доюрским основанием, в различных регионах индексируется по-разному. На юге Тюменской области, в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком АО, горизонт обозначается индексом А, на территории Томской, Новосибирской и Омской областей — Φ_2 . К кровле перекрывающих палеозой юрских отложений приурочен отражающий горизонт Б. На большей части бассейна в зонах герцинской складчатости и раннетриасового рифтогенеза на временных сейсмических разрезах дислоцированные, метаморфизованные внутripалеозойские образования характеризуются хаотическим рисунком сейсмической записи — ниже

приуроченного к кровле палеозоя отражающего горизонта А (Φ_2) отсутствуют устойчивые сейсмические горизонты и волновые поля характеризуются низкими фоновыми значениями амплитуд [4, 5].

Граниты и кислые эффузивы

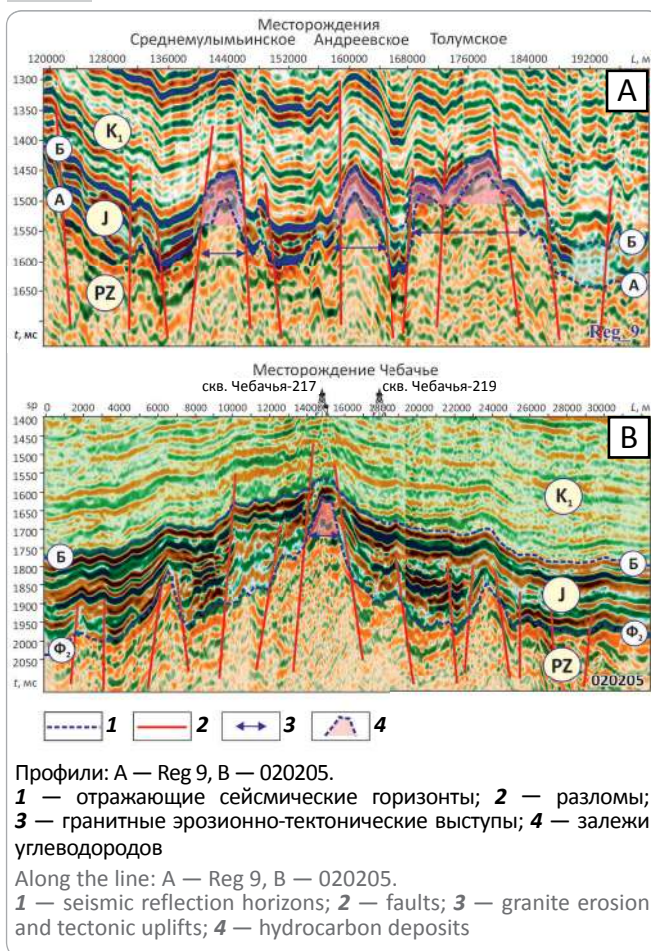
Большинство залежей углеводородов в гранитах и кислых эффузивах открыто в западной части Западно-Сибирской провинции — в Шаимском и Березовском нефтегазоносных районах Приуральской нефтегазоносной области. Характерными особенностями этой территории являются небольшие глубины залегания палеозойских отложений и незначительная мощность юрских отложений. В этих районах верхнеюрские отложения, представленные абалакской и баженовской свитами, в пределах контрастных эрозионно-тектонических выступов, сложенных различными по составу породами, в том числе гранитами и кислыми эффузивами, залегают непосредственно на домезозойском основании и залежи углеводородов сконцентрированы как в вогулкинской песчаной пачке абалакской свиты, так и в подстилающей ее толще дезинтегрированных палеозойских пород — коре выветривания, которые представляют собой единый резервуар (рис. 2).

Залежи УВ в этом районе контролируются антиклинальными структурами, сформированными над контрастными эрозионно-тектоническими выступами фундамента, в пределах которых приуроченный к подошве осадочного чехла отражающий горизонт А расположен непосредственно под горизонтом Б, контролирующим кровлю юры (см. рис. 2). В волновых сейсмических полях эти эрозионно-тектонические выступы характеризуются хаотическим рисунком сейсмической записи.

Близкое геологическое строение имеет расположенное во внутренней части бассейна Чебачье месторождение, на котором промышленный приток нефти получен из гранитов Кривоуцкого батолита. Один из наиболее крупных в Западной Сибири Кривоуцкий гранитный батолит расположен в осевой части Александровского свода, в северо-западной части Томской области. Гранитный массив представляет собой крупный эрозионно-тектонический выступ фундамента, в наиболее приподнятых частях которого ниже-среднеюрские отложения в разрезе отсутствуют и граниты перекрыты нефтепроизводящими породами баженовской свиты (см. рис. 2). Именно в таких зонах пробурены продуктивные скважины, в которых из верхней дезинтегрированной части гранитов получены притоки нефти. На склонах выступа, где мощность юрских отложений увеличивается, коллекторы в верхней части гранитного массива отсутствуют и все пробуренные на этих участках скважины оказались сухими — притоков флюида при испытании палеозойских отложений не получено.

Рис. 2. Сейсмогеологическая характеристика гранитных эрозионно-тектонических выступов

Fig. 2. Geoseismic behaviour of granite erosion and tectonic uplifts



Профили: А — Reg 9, В — 020205.

1 — отражающие сейсмические горизонты; 2 — разломы; 3 — гранитные эрозионно-тектонические выступы; 4 — залежи углеводородов

Along the line: А — Reg 9, В — 020205.
1 — seismic reflection horizons; 2 — faults; 3 — granite erosion and tectonic uplifts; 4 — hydrocarbon deposits

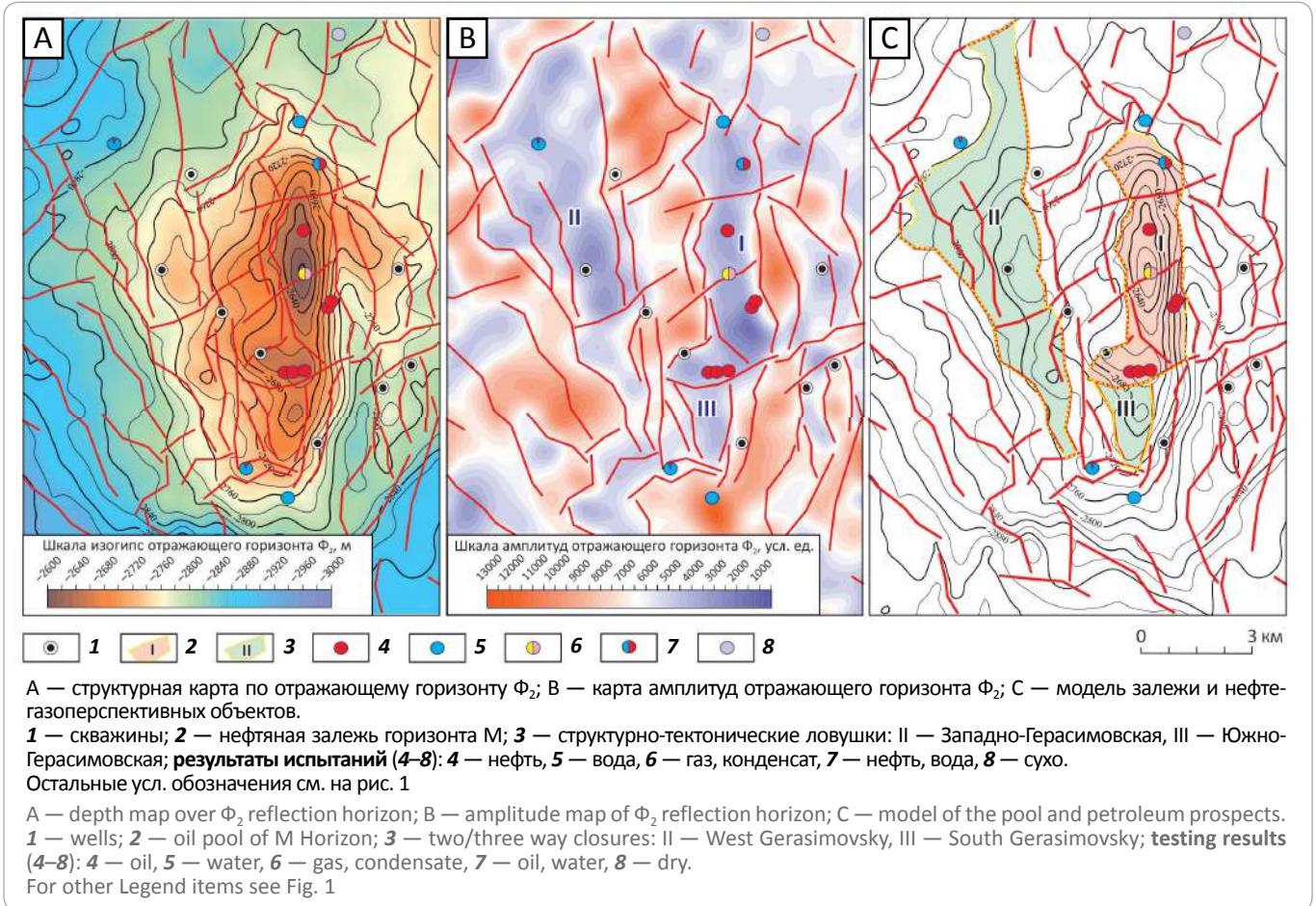
Глинисто-кремнистые породы

Граниты и кислые эффузивы, слагающие, как правило, локальные эрозионно-тектонические выступы, на территории Западной Сибири развиты ограниченно, и основные перспективы нефтегазоносности палеозоя, безусловно, связаны с массивами карбонатных и глинисто-кремнистых пород, которые широко распространены на территории бассейна [1–3]. Наибольшее число нефтегазовых месторождений, связанных с этими типами пород, открыто на юго-востоке Западной Сибири, в Чузикско-Чижапской зоне нефтенакпления, расположенной на юге Томской области и северо-западе Новосибирской области, в Межовском и Пудинском нефтегазоносных районах Васюганской нефтегазоносной области. В этой зоне в палеозое открыто 19 нефтегазовых месторождений, из которых 13 связано с карбонатами, 6 — с глинисто-кремнистыми породами (см. рис. 1).

В Чузикско-Чижапской зоне нефтенакпления в глинисто-кремнистых породах коры выветривания (горизонт М) открыты залежи углеводородов на Герасимовском, Останинском, Калиновом, Северо-Калиновом, Селимхановском и Восточном месторождениях.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Герасимовское месторождение в отложениях горизонта М (кора выветривания)
Fig. 3. Gerasimovsky field in the Horizon M formations (weathering crust)



Анализ геолого-геофизических материалов показал, что наибольший интерес в отношении нефтегазоносности глинисто-кремнистых пород коры выветривания (горизонт М) представляют контрастные эрозионно-тектонические выступы, сложенные силикатосодержащими породами, в первую очередь кремнистыми известняками и кремнеаргиллитами, подвергавшимися интенсивным процессам дезинтеграции. В пределах этих выступов за счет экзогенных процессов и гидротермальной проработки формировались обладающие хорошими емкостными свойствами мощные коры выветривания глинисто-кремнистого состава. При этом чем контрастней были эрозионно-тектонические выступы, тем больше была мощность коры выветривания. Следует отметить, что в пределах таких объектов заполненные углеводородами трещинные коллекторы могут быть развиты и в кремнистых известняках коренного палеозоя (горизонт М₁).

Герасимовское месторождение. К глинисто-кремнистым отложениям коры выветривания и кремнистым известнякам раннего карбона, слагающим контрастный эрозионно-тектонический выступ доюрского основания, приурочена залежь Ге-

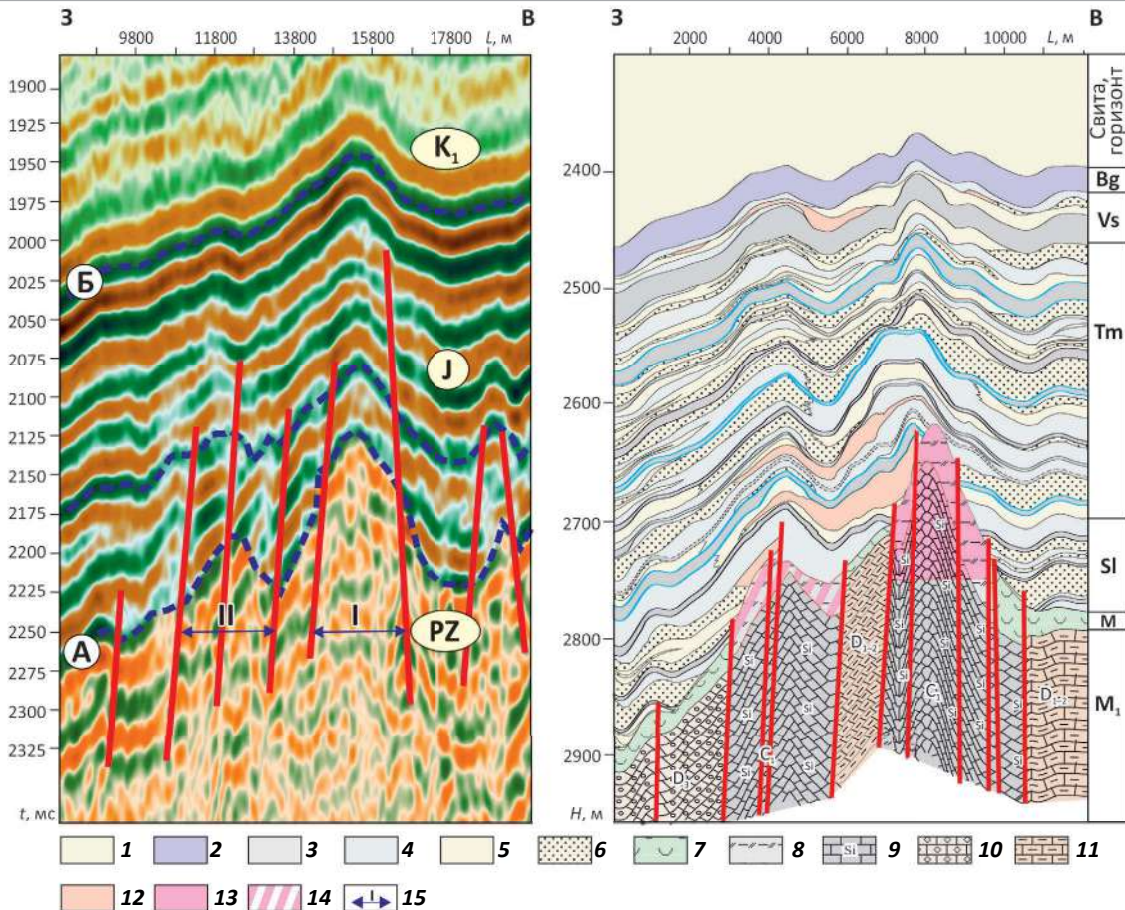
расимовского месторождения, расположенного в центральной части Чузикско-Чижапской зоны.

В рельефе кровли доюрского основания Герасимовское поднятие имеет изометричную форму и несколько вытянуто в северном направлении. Структура оконтурена на отметке –2760 м, имеет амплитуду 65 м и площадь 43 км². В наиболее приподнятой части поднятия выделяется вытянутый в северном направлении вал, осложненный серией локальных куполов (рис. 3).

Анализ временных сейсмических разрезов показал, что в рельефе осадочного чехла Герасимовская структура сформирована над двумя эрозионно-тектоническими выступами — восточным, к которому приурочена основная залежь, и более погруженным западным.

Выступы доюрского основания на Герасимовской площади сложены кремнистыми известняками карбона, по которым развита мощная глинисто-кремнистая кора выветривания, характеризующаяся хорошими коллекторскими свойствами. Между этими выступами расположен относительно погруженный блок, представленный непроницаемыми глинистыми известняками среднего девона.

Рис. 4. Сейсмический временной (А) и геологический (В) разрезы Герасимовского месторождения
 Fig. 4. Seismic time section (A) and geological cross-section (B) of the Gerasimovsky field



Отложения (1, 2): 1 — меловые, 2 — глинисто-глинистые баженовской свиты; 3 — угли и углистые аргиллиты, 4 — алевролиты и аргиллиты; **песчаники (5, 6):** 5 — непроницаемые, 6 — проницаемые; **кора выветривания (7, 8):** 7 — глинистая, 8 — глинисто-кремнистая по кремнистым породам; **известняки (9–11):** 9 — кремнистые (C₁), 10 — органогенные (D₃), 11 — глинистые (D₁₋₂); **залежи УВ (12, 13):** 12 — юрские, 13 — палеозойские; 14 — перспективные объекты; 15 — эрозионно-тектонические выступы: I — Герасимовский, II — Западно-Герасимовский.

Свиты/горизонты: баженовская (Bg), васюганская (Vs), тюменская (Тm), салатская (SI), кора выветривания (M), коренной палеозой (M₁).
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

Deposits (1, 2): 1 — Cretaceous, 2 — siliceous-argillaceous Bazhenov rocks, 3 — coal and carbonaceous claystone, 4 — siltstone and claystone; **sandstone (5, 6):** 5 — impermeable, 6 — permeable; **weathering crust (7, 8):** 7 — clay, 8 — argillaceous-siliceous in siliceous rocks; **limestone (9–11):** 9 — siliceous (C₁), 10 — organic (D₃), 11 — clay (D₁₋₂); **HC pools (12, 13):** 12 — Jurassic, 13 — Palaeozoic; 14 — exploration targets; 15 — erosion and tectonic uplifts: I — Gerasimovsky, II — West Gerasimovsky.

Formations/horizons: Bazhenov (Bg), Vasyugansky (Vs), Tyumen (Tm), Salatsky (SI), weathering crust (M), Palaeozoic bedrock (M₁).
 For other Legend items see Fig. 2

Блок I контролирует палеозойскую залежь Герасимовского месторождения, блок II выделен в качестве Западно-Герасимовской структурно-тектонической ловушки.

Эрозионно-тектонические выступы, сложенные глинисто-кремнистыми породами, на временных сейсмических разрезах обладают аномально низкими амплитудно-энергетическими характеристиками горизонта Ф₂ (рис. 4, см. рис. 3). На карте амплитуд, средних по модулю, рассчитанных в интервале верхней части палеозойских отложений, четко выделяются две зоны пониженных энергетических характеристик сейсмической записи, отвечающие эрозионно-тектоническим выступам кремнистых пород,

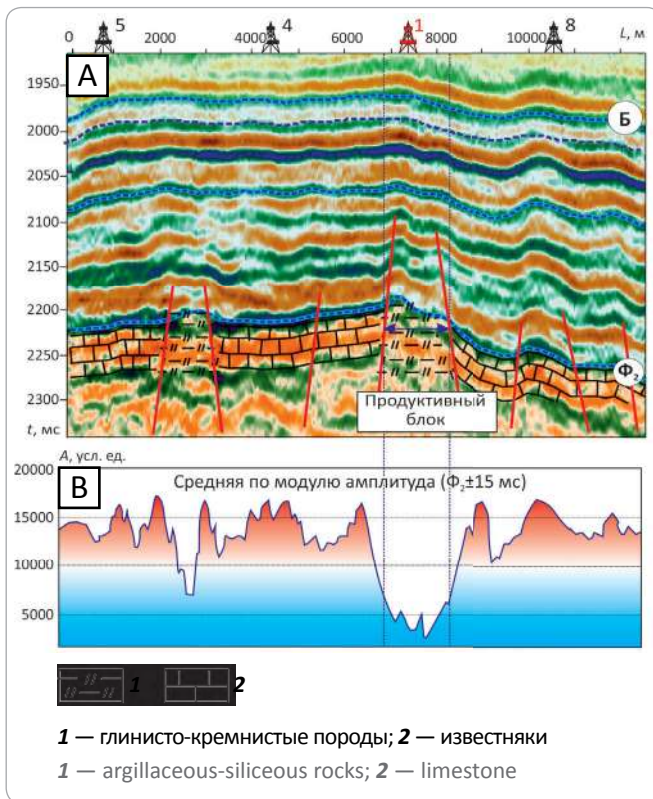
перекрытых дезинтегрированной корой выветривания (см. рис. 3 В). Эти зоны разделены полем повышенных энергий, которому соответствует зона развития глинистых известняков, бесперспективных в отношении нефтегазоносности.

Анализ геолого-геофизических материалов с привлечением результатов испытаний позволил сделать вывод о том, что залежь горизонта M на месторождении приурочена к восточному эрозионно-тектоническому выступу фундамента и контролируется структурно-тектонической ловушкой. С юга, запада и востока нефтяная залежь ограничена разломами, с севера — водонефтяным контактом.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Временной сейсмический разрез по профилю 139425 (А) и график распределения амплитуд отражающего горизонта Φ_2 (В) Восточного месторождения

Fig. 5. Seismic time section along the Line 139425 (A) and diagram of reflection horizon Φ_2 amplitudes (B), Vostochnoe field



В пределах Западно-Герасимовской структурно-тектонической ловушки пробурены скважины 10 и 19, которые вскрыли кремнистые известняки, перекрытые глинисто-кремнистой корой выветривания. В скв. 10 испытания палеозоя не проводились, в скв. 19 из верхней части палеозойских отложений получен приток пластовой воды с пленкой нефти. Выделенный объект находится в благоприятных структурно-тектонических условиях. По аналогии с основной Герасимовской залежью, с запада и востока Западно-Герасимовская ловушка ограничена разрывными нарушениями, с севера — водонефтяным контактом, проведенным на уровне скв. 19.

Интерес в отношении нефтегазоносности также представляет расположенный к югу от основной залежи Южно-Герасимовский блок, характеризующийся аномально низкими амплитудами сейсмической записи горизонта Φ_2 .

К аналогичным высокоамплитудным эрозионно-тектоническим выступам приурочены сконцентрированные в глинисто-кремнистых породах горизонта М залежи углеводородов на Калиновом и Северо-Калиновом месторождениях, расположенных к югу от Герасимовской площади.

Восточное месторождение. В южной части Чузикско-Чижапской зоны, на территории Новосибир-

ской области, с глинисто-кремнистыми породами горизонта М связана нефтяная залежь на Восточном месторождении. Восточное поднятие, в пределах которого пробурена продуктивная скв. 1, имеет небольшие размеры и приурочено к глинисто-кремнистым породам локального эрозионно-тектонического выступа фундамента, расположенного в поле карбонатов (рис. 5).

В отличие от расположенных на территории Томской области Герасимовского, Калинового и других месторождений, на которых залежи углеводородов сконцентрированы в эрозионно-тектонических выступах с амплитудами более 100 м, Восточный палеозойский блок менее контрастен и имеет амплитуду 35 м. Продуктивная скв. Восточная-1 вскрывает 150-метровую толщу глинисто-кремнистых пород горизонта М, из которой при испытании двух интервалов были получены притоки нефти дебитом 44,3 и 76,9 м³/сут. Учитывая, что нижний интервал перфорации расположен существенно глубже оконтуривающей изогипсы структуры, можно констатировать, что залежь нефти на Восточном месторождении является тектонически экранированной и контролируется локальным эрозионно-тектоническим выступом.

Анализ данных акустического каротажа показал, что скорости распространения продольных сейсмических волн в глинисто-кремнистых породах и перекрывающих их юрских отложениях практически не отличаются, в то время как в зоне развития карбонатов на границе юрско-палеозойских отложений перепады скоростей достигают 1000 м/с. Это предопределило мнение о том, что Восточный продуктивный блок характеризуется пониженными амплитудами сейсмической записи и надежно выделяется на временных разрезах (см. рис. 5).

Органогенные и доломитизированные известняки

На территории Западной Сибири карбонатные отложения распространены достаточно широко. В то же время не каждый карбонатный массив обладает коллекторскими свойствами и содержит залежи углеводородов. Анализ геолого-геофизических материалов показал, что глинистые известняки и развитые по ним коры выветривания не содержат коллекторов и не могут являться резервуарами для залежей углеводородов. Так, в Чузикско-Чижапской зоне нефтенакпления в расположенных в благоприятных структурно-тектонических условиях скважинах Калиновой, Герасимовской, Западно-Останинской, Маркинской, Верхнеостанинской и других площадей, вскрывших девонские глинистые известняки, при испытаниях притоков получено не было.

Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности (горизонт М₁) являются органогенные и доломитизированные известняки палеозоя, в которых в результате экзогенных процессов формировались

кавернозно-трещиноватые коллекторы, обладающие повышенной емкостью [4–6]. В Чузикско-Чижапской зоне с блоками органогенных и доломитизированных известняков связаны залежи углеводородов на Арчинском, Верхнекомбарском, Верх-Тарском, Кулгинском, Малоичском, Северо-Останинском, Нижнетабаганском, Сатпаевском, Солоновском, Тамбаевском, Урманском, Южно-Тамбаевском и Южно-Табаганском месторождениях (см. рис. 1).

Анализ геологического строения эталонных месторождений показал, что в зонах распространения органогенных и доломитизированных известняков наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют малоамплитудные выступы фундамента либо относительно погруженные и расположенные на моноклиналях тектонически экранированные блоки, на которых коры выветривания не формировались либо имеют незначительную толщину. Это связано с тем, что развитые по органогенным известнякам и доломитам коры выветривания, как правило, представлены непроницаемыми брекчированными карбонатно-глинисто-алевритистыми породами. Эти коры выветривания не только бесперспективны, но и препятствуют процессам выщелачивания и карстообразования коренных пород. Анализ результатов испытаний показал, что средние дебиты нефти из органогенных и доломитизированных известняков в продуктивных скважинах составляют 50–100 м³/сут. В случае, когда по органогенным и доломитизированным известнякам развита кора выветривания толщиной более 10–15 м, притоки флюидов из горизонтов М и М₁ не превышают 1–1,5 м³/сут. В частности, это наблюдается на Нижнетабаганской, Тамбаевской, Южно-Тамбаевской и других площадях.

Малоичское месторождение. Классическим примером залежи углеводородов в эрозионно-тектоническом выступе фундамента, сложенном органогенными и доломитизированными известняками, является Малоичское месторождение, расположенное в южной части Западной Сибири, на территории Новосибирской области. Малоичский эрозионно-тектонический выступ представлен серией поднятий и впадин, разделенных разломами и формирующих блоковое строение объекта (рис. 6). Анализ результатов испытаний показал, что залежи нефти в карбонатах и перекрывающей их глинисто-кремнистой коре выветривания, толщина которой на месторождении не превышает 8–10 м, гидродинамически связаны, а залежи отдельных блоков, напротив, экранированы друг от друга и каждый из них характеризуется своим уровнем водонефтяных контактов (ВНК). При этом в ряде блоков ВНК залежей расположены существенно ниже оконтуривающей изогипсы структуры, выделенной в рельефе кровли палеозоя. К северу от Малоичского поднятия расположена серия локальных продуктивных тектонически экранированных выступов, не входящих в состав основной залежи.

В данном случае связанные с органогенными и доломитизированными известняками продуктивные эрозионно-тектонические выступы находятся в поле аналогичных по составу пород. На временных сейсмических разрезах вне зависимости от состава все эрозионно-тектонические выступы характеризуются некоторым понижением амплитудных характеристик приуроченного к кровле палеозоя отражающего горизонта Ф₂. Это связано не с перепадом акустических жесткостей на геологической границе, а со степенью дезинтеграции верхней части палеозойских отложений. Выступы фундамента, возвышающиеся над эрозионной поверхностью, в ранней юре и аалене в большей степени подвергались процессам физического и химического выветривания и имеют более неровные границы, что предопределяет формирование на них интенсивного поля рассеянных волн и, как следствие, понижение амплитуд регистрируемых волн, отраженных от этой границы. При этом падении энергии отраженных волн на карбонатных выступах существенно меньше, чем на выступах, сложенных глинисто-кремнистыми породами, на которых уменьшение амплитуд связано как с неровностью поверхности, так и с существенным уменьшением перепада акустических жесткостей на границе юрско-палеозойских отложений.

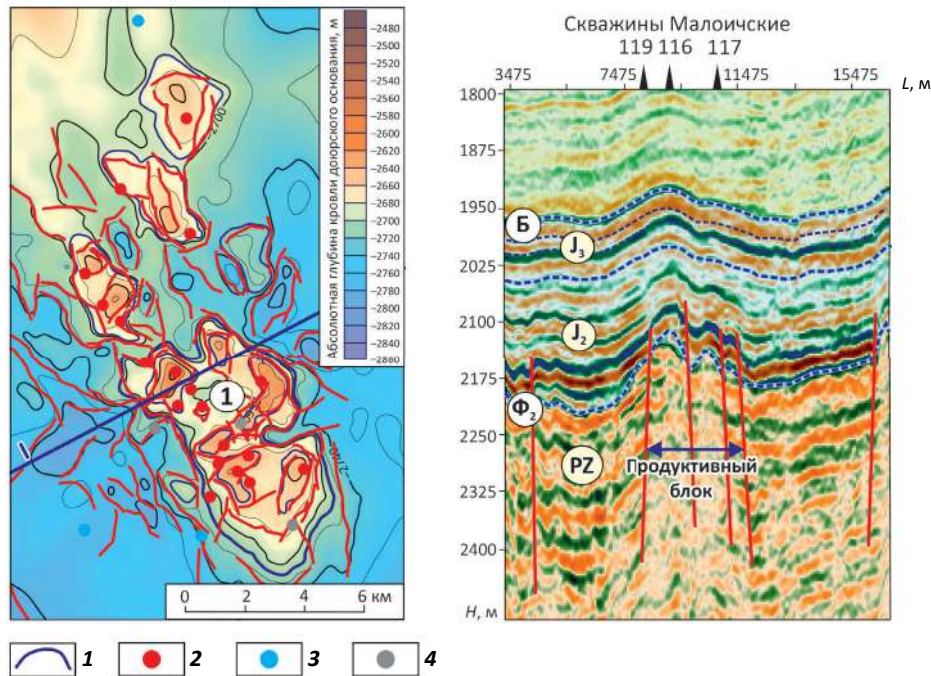
Тамбаевское и Южно-Тамбаевское месторождения. Как было отмечено, перспективы нефтегазоносности органогенных и доломитизированных известняков связаны не только с эрозионно-тектоническими выступами. Так, на Останинском месторождении, расположенном в восточной части Чузикско-Чижапской зоны, залежь в доломитизированных известняках контролируется погруженным тектонически экранированным блоком.

Нетрадиционное строение имеют также нефтяные залежи Тамбаевского и Южно-Тамбаевского месторождений, связанные с девонскими органогенными известняками. В рельефе кровли палеозоя слабоконтрастное Тамбаевское поднятие, в пределах которого пробурена продуктивная скв. 6, несколько вытянуто в северном направлении и имеет амплитуду 25 м. На Южно-Тамбаевской площади положительная структура в рельефе кровли юры отсутствует и продуктивная скв. 75 находится на моноклинали, воздымающейся в северо-восточном направлении, в сторону Герасимовского месторождения (рис. 7). На этих площадях контрастные эрозионно-тектонические выступы фундамента отсутствуют, палеозойские образования перекрыты 410-метровой толщей юрских отложений, в основании которых залегают ааленские отложения.

На Южно-Тамбаевской площади в продуктивной скв. 75 кора выветривания в разрезе отсутствует и на девонских карбонатах залегают юрские отложения; испытания горизонта М₁ были проведены в верхней 30-метровой толще органогенных известняков в трех

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 (А) и временной сейсмический разрез (В) Малоичского месторождения
Fig. 6. Depth map over reflection horizon Φ_2 (A) and seismic time section (B), Maloichsky field



1 — контуры локальных поднятий и куполов; **скважины (2–4):** **2** — с притоками нефти, **3** — с притоками воды, **4** — сухие. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — contours of local highs and domes; **wells (2–4):** **2** — with oil inflows, **3** — with water inflows, **4** — dry. See also legend in Fig. 1

интервалах, притоки нефти составили 7–81 м³/сут, высота залежи — как минимум 30 м (рис. 8). В расположенных гипсометрически выше скважинах 76, 77 толщина развитой по органогенным известнякам глинистой коры выветривания составляет 30–40 м. В скв. 76 при совместном испытании отложений коренного палеозоя и коры выветривания притока не получено; в скв. 77 дебит нефти из глинистой коры выветривания составил 0,3 м³/сут, приток воды из органогенных известняков коренного палеозоя — 0,48 м³/сут.

Как отмечалось, информацию о геологическом строении палеозоя отображают амплитудные характеристики отражающего горизонта Φ_2 . Отсутствие эрозионно-тектонических выступов фундамента на рассматриваемом объекте обусловило то, что в данном случае амплитудные характеристики приуроченного к кровле палеозоя отражающего горизонта Φ_2 определяются исключительно акустическими свойствами палеозойских отложений. Учитывая, что карбонатные отложения характеризуются аномально высокими скоростями и плотностями, а отложения коры выветривания по акустическим характеристикам близки к юрским, очевидно, что в зонах развития карбонатов, не перекрытых корой выветривания, амплитуды отраженных волн должны быть максимальными.

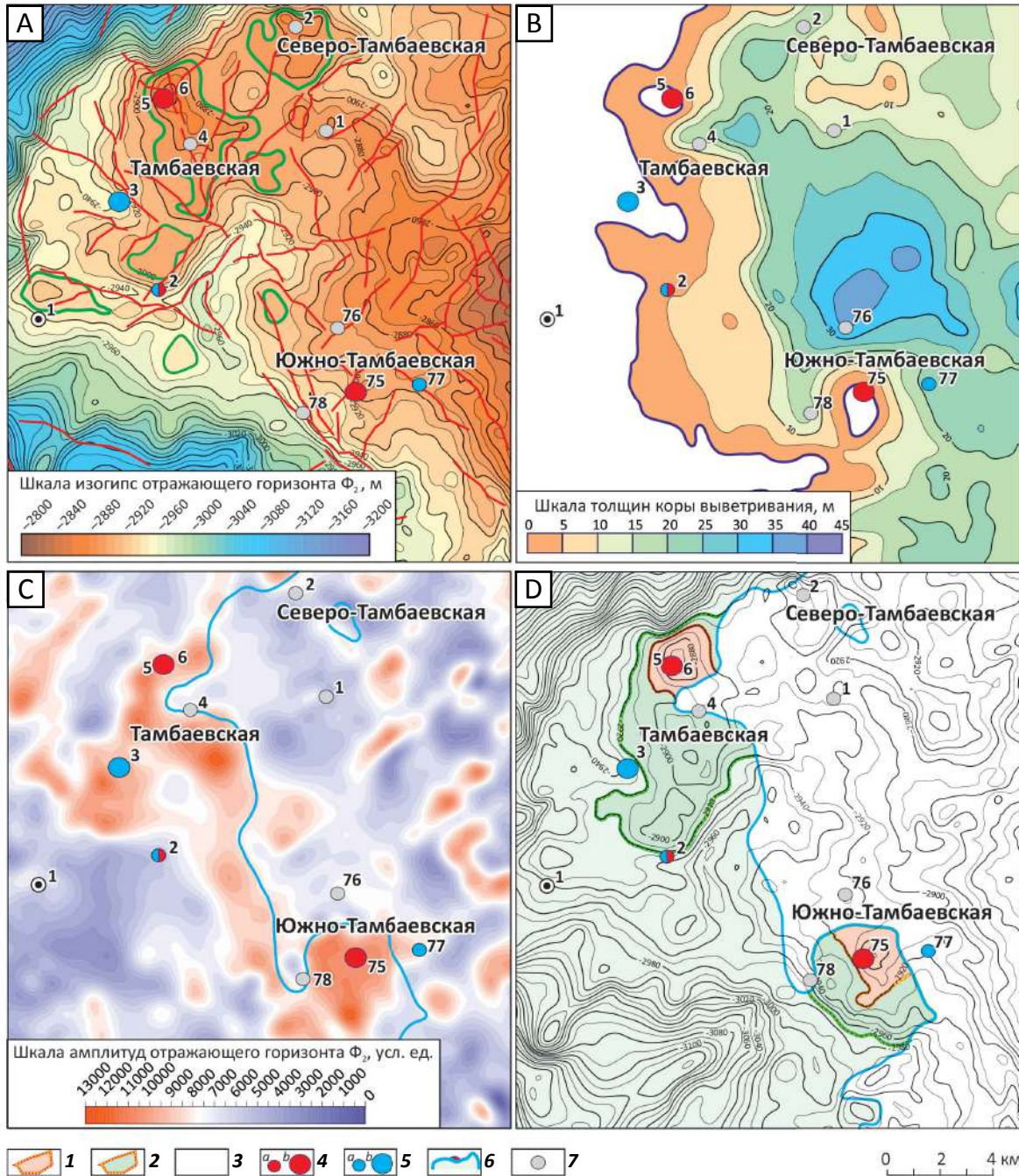
Временной разрез, пересекающий выходящий под юрские отложения Южно-Тамбаевский продуктивный блок, сложенный органогенными известняками, характеризуется наиболее высокими значениями амплитуд горизонта Φ_2 (скв. 75) (см. рис. 8). В северо-восточном направлении этот блок сменяется непроницаемыми карбонатами, перекрытыми мощной корой выветривания, амплитудно-энергетические характеристики сейсмического горизонта Φ_2 существенно уменьшаются (скважины 76, 77). Наименьшими значениями амплитуд отражающего горизонта Φ_2 характеризуется расположенный в восточной части профиля слабоконтрастный эрозионно-тектонический выступ, сложенный глинисто-кремнистыми породами (скв. 19).

Аналогичное строение имеет расположенное на севере рассматриваемой территории Тамбаевское месторождение, на котором в скв. 6 из блока органогенных известняков получен приток нефти дебитом 150 м³/сут.

Анализ распределения рассчитанных по сейсмическим данным динамических характеристик волнового пакета Φ_2 по площади позволяет выделить на рассматриваемой территории поле повышенных энергий, которое ассоциирует с зоной развития органогенных карбонатов, перспективных в отношении нефтегазоносности (см. рис. 7). Зона повышенных

Рис. 7. Структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 (A), карта толщин коры выветривания (B), амплитуд отражающего горизонта Φ_2 (C) и модель Тамбаевского и Южно-Тамбаевского месторождений (горизонт M_1) (D)

Fig. 7. Depth map over the reflection horizon Φ_2 (A), map of weathering crust thickness (B), amplitudes of reflection horizon Φ_2 (C), and model of Tambayevsky and South Tambayevsky fields (M_1 Horizon) (D)



1 — нефтяная залежь; 2 — структурно-литологические ловушки; 3 — зоны, перспективные для формирования коллекторов; результаты испытаний, $m^3/сут$, и номер скважины (4–7): 4 — нефть < 1,5 (a), > 80 (б); 5 — вода 1,5 (a), > 80 (б); 6 — нефть, вода < 1,5; 7 — сухо.

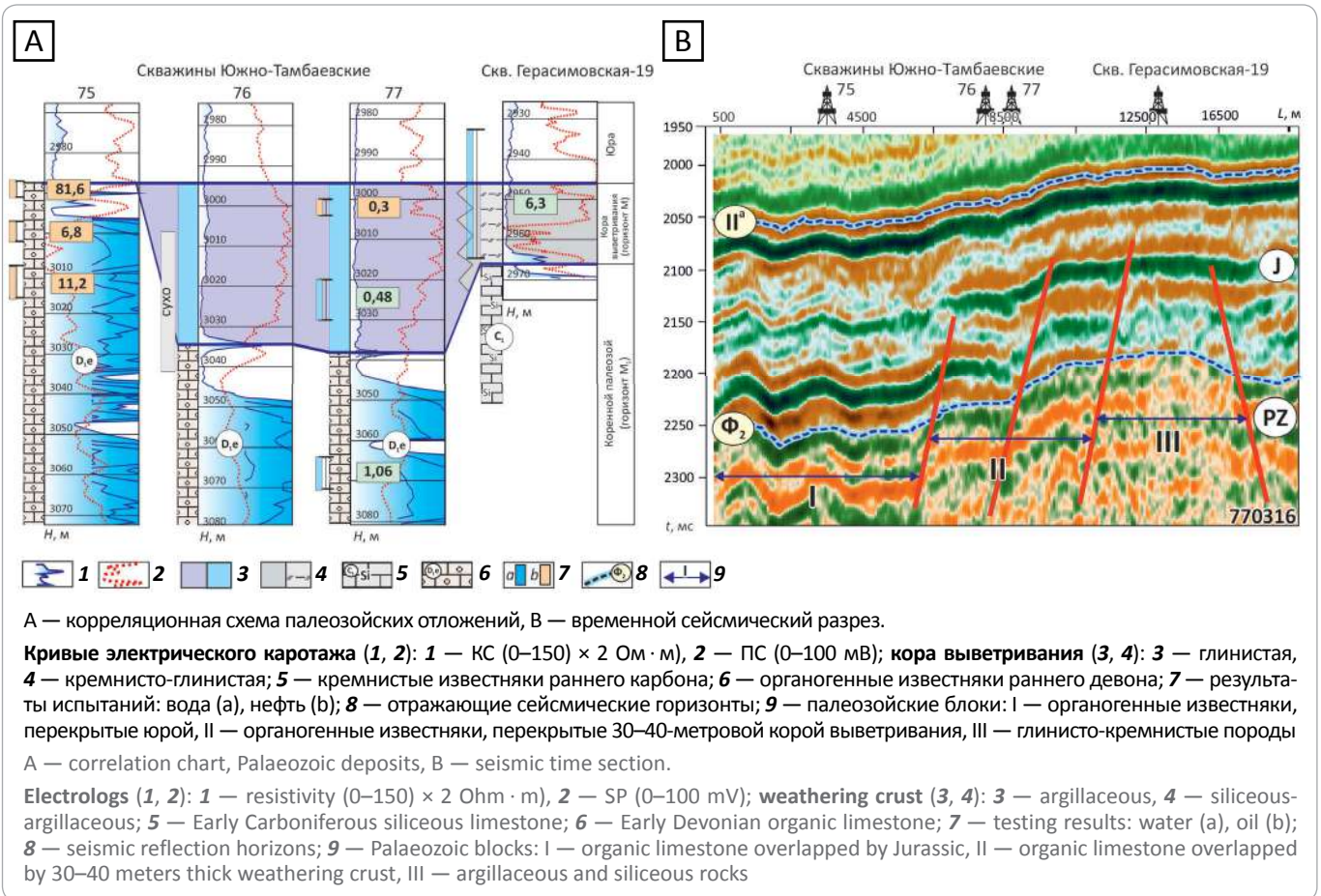
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 3

1 — oil pool; 2 — lithologically screened traps; 3 — zones likely for reservoir formation; testing results, m^3 per day, and well number (4–7): 4 — oil < 1.5 (a), > 80 (b); 5 — water 1.5 (a), > 80 (b); 6 — oil, water < 1.5; 7 — dry.

See also Legend in Fig. 1, 3

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 8. Геолого-геофизическая характеристика палеозойских отложений Южно-Тамбаевского месторождения
Fig. 8. Geological and geophysical features of Palaeozoic deposits, South Tambayevsky field



амплитуд пересекает исследуемую территорию в северо-восточном направлении, и при этом изолиния, отвечающая граничной толщине коры выветривания, равной 10 м, проходит по его восточной границе. В данном случае характер распределения амплитудно-энергетических характеристик сейсмической записи не имеет ничего общего с прямым прогнозом нефтегазоносности, а характеризует выход под юрские отложения не перекрытых мощной корой выветривания органогенных известняков, перспективных для формирования коллекторов.

В высокоамплитудные аномалии волнового поля попали высокодебитные продуктивные скважины Южно-Тамбаевская-75 и Тамбаевская-6, в которых из верхней части карбонатов получены притоки нефти дебитами 81 и 150 м³/сут соответственно. В высокоамплитудную аномалию также попадает скв. Тамбаевская-3, в которой из верхней части палеозойских отложений получен приток пластовой воды дебитом 115 м³/сут с пленкой нефти. В зонах, характеризующихся пониженными амплитудами волнового пакета Φ_2 и отвечающих развитию кор выветривания толщиной более 10–15 м, расположены все низкодебитные и сухие скважины.

По результатам проведенного анализа в органогенных известняках девона выделено два объекта — Тамбаевская и Южно-Тамбаевская литологические ловушки (см. рис. 7).

Таким образом, в рамках предложенной модели на Тамбаевском и Южно-Тамбаевском месторождениях приуроченные к органогенным известнякам залежи горизонта M_1 относятся к типу литологически экранированных. На востоке ловушки ограничены зоной отсутствия коллектора, в остальной части — ВНК. Контуры надежно выделяемых залежей проведены по нижним отверстиям перфорации. В то же время ловушки, к которым приурочены нефтяные залежи, имеют значительно большие размеры, и в случае их полного заполнения запасы нефти на месторождениях могут быть существенно увеличены.

ВНК залежи Тамбаевского месторождения может быть проведен на уровнях скв. 2 и 3. В скв. 2 при испытании палеозоя получен небольшой приток нефти и фильтрата бурового раствора, в скв. 3 — приток воды с пленкой нефти.

Аналогичным образом примерно в три раза может быть увеличено нефтяное поле Южно-Тамбаевского месторождения.

Заключение

На территории Западной Сибири палеозойские залежи углеводородов связаны главным образом с тремя типами пород: кислыми магматическими породами (гранитами и кислыми эффузивами), органогенными и доломитизированными известняками и глинисто-кремнистыми породами коры выветривания. Анализ сейсмических материалов по эталонным месторождениям показал, что палеозойские нефтегазоперспективные объекты в отложениях коренного палеозоя и коры выветривания имеют разное геологическое строение и по-разному отображаются в волновых сейсмических полях.

1. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности коренного палеозоя (горизонт M_1) являются слабоконтрастные эрозионно-тектонические выступы, погруженные и расположенные на моноклиналях тектонически экранированные блоки, сложенные органогенными и доломитизированными известняками, не перекрытые корой выветривания. В волновых сейсмических полях карбонатные выступы, расположенные в поле аналогичных по составу пород, характеризуются незначительным понижением амплитуд приуроченного к кровле палеозоя отражающего горизонта Φ_2 ; погруженным и расположенным на моноклиналях перспективным блокам отвечают аномально высокие амплитуды сейсмической записи горизонта Φ_2 .

2. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности коры выветривания (горизонт M) являются контрастные эрозионно-тектонические выступы фундамента, сложенные силикатосодержащими породами, в первую очередь кремнистыми известняками и кремнеаргиллитами, подвергавшимися интенсивным процессам дезинтеграции, в пределах которых формировались мощные коры выветривания глинисто-кремнистого состава. В пределах таких выступов интерес в отношении нефтегазоносности могут представлять и трещиноватые кремнистые известняки коренного палеозоя. В волновых сейсмических полях на таких объектах происходит резкое падение амплитуд отражающего горизонта Φ_2 , ниже которого на временных разрезах наблюдается хаотический рисунок сейсмической записи. С аналогичными контрастными эрозионно-тектоническими выступами связаны перспективы нефтегазоносности кислых магматических пород — гранитов и кислых эффузивов.

Разработанные сейсмогеологические критерии прогноза могут быть использованы при подготовке нефтегазоперспективных объектов и детализации палеозойских месторождений нефти и газа на территории всего Западно-Сибирского бассейна.

Работа выполнена в рамках проекта НИР при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области, проект 17-45-540837 p_a

Литература

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. — М.: Недра, 1975. — 680 с.
2. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. — М.: Недра, 1981. — 143 с.
3. Сурков В.С., Трофимук А.А. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. — М.: Недра, 1986. — 149 с.
4. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е., Краснов В.И., Пероззо Г.Н. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: сб. науч. трудов. — Новосибирск, 1991. — С. 152–171.
5. Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Поляков А.А., Соловьев М.В. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузико-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2006. — № 5–6. — С. 91–102.
6. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. — 2007. — Т. 48. — № 5. — С. 538–547.

References

1. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. Oil and gas geology of the Western Siberia. Moscow: Nedra; 1975. 680 p.
2. Surkov V.S., Zhero O.G. West Siberian Plate: basement and evolution of sedimentary cover. Moscow: Nedra; 1981. 143 p.
3. Surkov V.S., Trofimuk A.A. West Siberian Plate: mega-sequences and deep structure of the Earth's crust. Moscow: Nedra; 1986. 149 p.
4. Kontorovich A.E., Ivanov I.A., Koveshnikov A.E., Krasnov V.I., Perozio G.N. Geological settings of oil and gas occurrence within the upper part of the West Siberian Palaeozoic section. *Teoreticheskie i regional'nye problemy geologii nefiti i gaza: sb. nauch. trudov.* Novosibirsk; 1991. pp. 152–171.
5. Kontorovich V.A., Berdnikova S.A., Kalinina L.M., Lapkovskii V.V., Polyakov A.A., Solov'ev M.V. Model of geological structure and petroleum potential at the contact of Palaeozoic and Mesozoic deposits in the Chuziksky-Chizhapsky petroleum accumulation zone. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2006;(5–6):91–102.
6. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the paleozoic-mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation) *Russian Geology and Geophysics.* 2007;48(5):422–428.